

ПРИРОДА

№ 7, 2000 г.

Аплонов С.В., Келлер М.Б., Лебедев Б.А.

Сколько нефти осталось в российских недрах?

(с) “Природа”

*Использование или распространение этого материала
в коммерческих целях
возможно лишь с разрешения редакции*

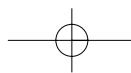


Образовательный сетевой выпуск
VIVOS VOCO! - ЗОВУ ЖИВЫХ!

<http://vivovoco.nns.ru>

<http://vivovoco.rsl.ru>

<http://www.ibmh.msk.su/vivovoco>



Сколько нефти осталось в российских недрах?

С.В.Аплонов, М.Б.Келлер, Б.А.Лебедев

Этот вопрос задают геологам-нефтяникам люди самых разных профессий — производственники, экономисты, ученые других отраслей знаний, да и люди, никак не связанные ни с наукой, ни с бизнесом. Интерес понятен. Сейчас и школьник знает — нефть и газ представляют главную статью российского экспорта. И от того, надолго ли их хватит, зависит, успеем ли мы создать эффективную рыночную экономику.

Казалось бы, ответить нетрудно: и в столицах, и в добывающих регионах есть коллективы, регулярно составляющие специальные сводки, где в соответствующих графах находят отражение все тонкости подготовки и освоения месторождений нефти и газа. Однако примерно 20 лет назад стали зарождаться сомнения в объективности проводимых расчетов.

Богатство конкретного нефтегазозонного региона определяется его начальными потенциальными ресурсами — суммой того, что уже добыто, разведанными запасами (подготовленными к эксплуатации), прогнозными ресурсами (их предполагается еще обнаружить).

Долгие годы существовала стройная система, состоявшая



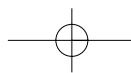
Сергей Витальевич Аплонов, доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник Института океанологии им.П.П.Ширшова РАН, заведующий кафедрой геофизики Санкт-Петербургского государственного университета, директор Центра геодинамических исследований «Тетис». Специалист в области региональной геофизики и геодинамики. Член редколлекции «Природы».



Михаил Борисович Келлер, начальник Управления ресурсов нефти и газа Министерства природных ресурсов РФ. Область научных интересов — методы прогнозной оценки ресурсов нефти и газа и геолого-экономические критерии эффективности воспроизводства сырьевой базы нефтегазодобычи.



Борис Андреевич Лебедев, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник Всероссийского нефтяного геологоразведочного института, профессор Санкт-Петербургского государственного университета, ведущий геолог Центра геодинамических исследований «Тетис». Основные научные интересы связаны с геологией нефтегазоносных осадочных бассейнов.



в том, что на прогнозных землях производилась последовательная *локализация ресурсов* — с помощью сейсморазведки (ведущего геофизического метода при поисках нефти и газа, позволяющего определить структуру осадочного чехла нефтегазоносного бассейна) выделялись объекты, на которых размещались поисковые скважины, а после обнаружения и оконтуривания залежей часть прогнозных ресурсов переводилась в разведанные запасы. Со временем надежность выделения таких объектов стала падать, а как итог — появилось недоверие и к самим прогнозным ресурсам.

Кризис антиклинальной концепции

Углеводороды легче воды, поэтому в проницаемой среде они всплывают, занимая максимально высокое положение в рельефе. Если проницаемый пласт охватывает большую площадь, чем складка, то нефть и газ поднимаются до свода поднятия (антиклинали), образуя сводовую (антиклинальную) залежь. Если же пласт выклинивается, то скопление возникает на склоне (оно в этом случае называется неструктурным, или неантиклинальным), тем не менее подчиняясь морфологии складки.

Эти залежи нефти и газа, в том числе неантиклинальные ловушки на склонах, и есть традиционные объекты поисковых работ.

Кризис наступил тогда, когда антиклинали с достаточно большой площадью и амплитудой закончились, а им на смену пришли так называемые *нетрадиционные резервуары*. Главная их черта — «запечатанность» (ограничение вторичными барьерами) относительно небольшого объема проницаемых пород, который часто бывает полностью занят углеводородами или, по крайней мере, соизмеримыми долями воды и углеводородов, поскольку

само существование резервуара генетически связано с нефтегазонакоплением¹. Подобные резервуары не зависят от современной складчатой структуры, а значит, с помощью антиклинальной концепции найти их можно только случайно. Существенно и то, что максимум нетрадиционной нефтегазоносности приходится на глубины 3—4 км. Бурить надо глубже, а вероятность встретить промышленную залежь нефти или газа — меньше.

О «запечатанных» залежах много писали уже в 70—80-е годы², но, видимо, до сих пор многие нефтяники воспринимают их как экзотику. На самом деле с ними связано две трети прогнозных ресурсов российской суши, и подавляющее число залежей характеризуются сравнительно большими размерами. В объектах же, подчиняющихся антиклиналям (оставшаяся треть), к настоящему времени сохранились почти исключительно мелкие скопления, большинство которых к тому же открывается попутно при разведке более богатых месторождений.

Если так, то при расчете прогнозных ресурсов нефти и газа нужно исходить из закономерностей размещения нетрадиционных резервуаров. Но для решения этой задачи, а тем более для поисков и разведки залежей, требуется принципиально иной, неизмеримо более высокий, чем сейчас, уровень научного обоснования направлений нефтегазопоисковых работ.

Особенности российской нефтяной геологии

В структуре нефтегазодобы-

вающих организаций за рубежом важнейшее место занимает отраслевая наука. Ученые работают непосредственно в нефтяных фирмах и несут ответственность за эффективное освоение недр. Именно они ввели в свое время термин «дикая кошка» для тех скважин, которые у нас и сейчас истолковываются как «бурение наудачу», тогда как по сути они задаются в результате нестандартных способов обработки данных, исходя из новых геологических идей. Методом «дикой кошки» начали когда-то искать и нетрадиционные резервуары³.

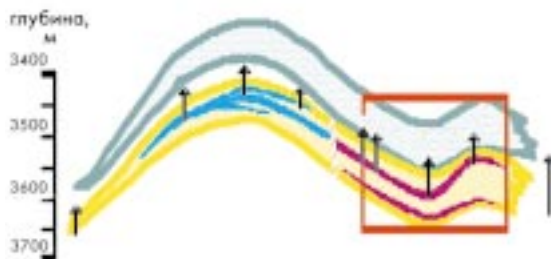
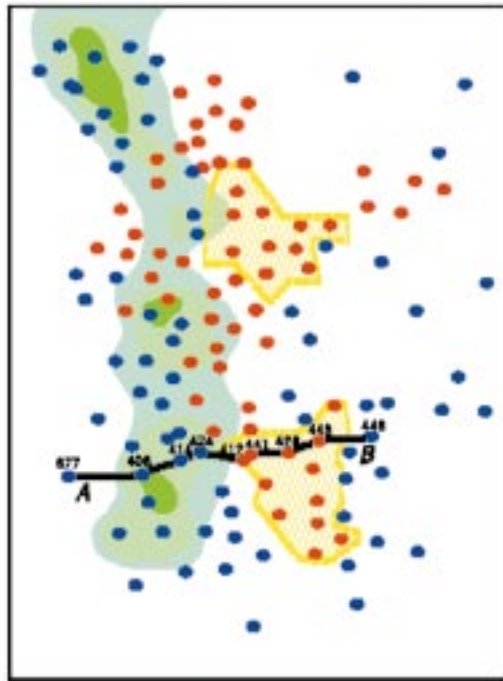
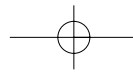
В Советском Союзе теоретические основы нефтяной геологии развивались в отраслевых научно-исследовательских институтах, оторванных от практики, хотя бы в том смысле, что они не несли финансовой ответственности за результаты поисково-разведочных работ. Производственные нефтегазодобывающие организации сами определяли направления поисков, а поскольку допустить анархию было нельзя, вводились инструкции, которые естественно исходили из антиклинальной концепции. Как итог — и сегодня почти во всех нефтегазоносных провинциях, за исключением, пожалуй, Лено-Тунгусской (где объектов, подчиняющихся антиклиналям, просто нет), поиски в основном продолжают вести по-старому.

Низкую же эффективность выявления нетрадиционных резервуаров пытаются преодолеть «в лоб», в первую очередь закупкой зарубежной сейсморазведочной аппаратуры и программного обеспечения для обработки результатов измерений. Все большее распространение получает трехмерная сейсморазведка, которая благодаря быстрой

³ Kuns kraa V.A., Brasher J.P., Doshier T.M., Elkins L.E. Enhanced recovery of unconventional gas, the program. V.II // US Department of Energy. 1989. НСР/Т-2705-02; Law B.E., Spencer C.W. Gas in tight reservoirs and emerging major source of energy // The future of energy gases. US Geol.Survey Profess.Paper, 1570. Washington, 1993. P.233—252.

¹ Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л., 1992.

² Виноградов Л.Д. Закономерности формирования катагенетически запечатанных залежей нефти и газа по площади и разрезу древних платформ // Особенности формирования залежей нефти и газа. М., 1983. С.104—112.



Пример нетрадиционных залежей газоконденсата в нижней части осадочного чехла (Уренгойское месторождение, север Западной Сибири). Числа — номера скважин. Вверху — план Уренгойской антиклинали (зеленое), желтое — эксплуатационные участки; красные кружки — продуктивные скважины, синие — сухие и низкодебитные. Внизу — разрез по линии АВ. Желтый слой — коллектор, серый — крышка, голубой — вода, фиолетовый — конденсат. Стрелками показаны скважины. Прямоугольником оговорены скважины в пределах эксплуатационного участка.

обработке гигантских объемов данных и современным средствам визуализации создает иллюзию безграничных геологических возможностей. Однако каждый район геологически индивидуален, и технологии, дающие приличные результаты в отдельных областях США или, скажем, стран Персидского залива, оказываются малоэффективными в Западно-Сибирской или Тимано-Печорской провинциях.

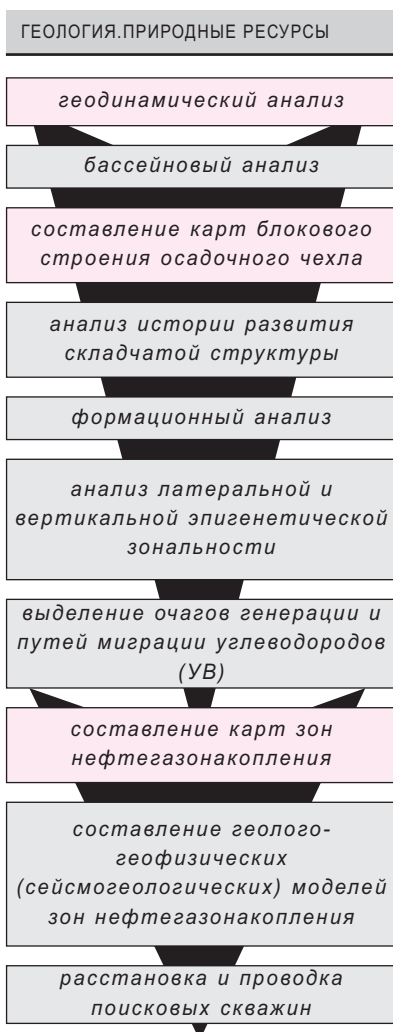
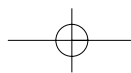
Вместе с тем российская нефтяная геология имеет в своем активе фундаментальные результаты, нередко превосходящие зарубежные. В частности, мы пока сохраняем явный приоритет в изучении вещественного состава нефтегазоносных комплексов. В советской, а затем российской практике всегда проводился несравненно больший отбор керн, и изучался он

интенсивнее. Американские нефтяники всегда делали упор на геофизические исследования, прежде всего — сейсморазведку и картаж (геофизический анализ скважин), которые как раз для нетрадиционных резервуаров дают неоднозначные результаты. Кроме того, российская наука в лице А.В.Копелиовича, А.Г.Коссовской, В.Д.Шутова, а вслед за ними многих литологов⁴, достигла наибольшего прогресса именно в теории эпигенеза (изменения, происходящего в осадочных породах после их уплотнения), занимающей главное место в изучении и типизации процессов, которые определяют размещение богатых залежей в неравномерно уплотненных продуктивных толщах.

Геодинамическая концепция поисков нетрадиционных резервуаров

Простота поисков антиклинальных объектов объяснялась тем, что достаточно было построить карту современной структурной поверхности, а затем в конкретных продуктивных разрезах выделить территории с благоприятными условиями для накопления нефти и газа. Время и пути миграции углеводородов при образовании залежей сугубо второстепенны, и многочисленные дискуссии по этому поводу в сущности не мешали эффективному ведению поисковых работ.

⁴Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Орлова Н.А. и др. Постседиментационные преобразования пород-коллекторов. М., 1972.



Последовательность операций при определении направлений поисков нетрадиционных залежей нефти и газа в нижней части чехла осадочных бассейнов России.

Для нетрадиционных резервуаров каждая деталь геологического строения может оказаться решающей, и именно поэтому при геодинамическом анализе осадочных бассейнов так важна определенная последовательность операций, позволяющая отделить главное от второстепенного. Среди десяти операций три обособлены как ключевые, поскольку они определяют всю систему обработки фактических данных, необходимую для рациональной подготовки поисковых объектов.

Первый по месту и важности операций — *геодинамический анализ*, призванный установить

условия заложения и историю развития нефтегазоносного бассейна в целом. В формировании любого крупного бассейна (а чем он богаче, тем больше в нем и относительная доля ресурсов, приуроченных к нетрадиционным резервуарам), сколь бы сложными ни были частные аспекты его развития, усматривается единый геодинамический сценарий. Причина образования бассейна всегда заключена в интенсивном рифтинге (расколе континентальной коры) с последующим кратковременным спредингом (разрастанием океанской коры) на краю новообразованного суперконтинента⁵. В результате, в течение целого глобального цикла (около 0.2 млрд лет), над бывшими заливами с океанской корой реализуется гармоничное развитие⁶ осадочного бассейна — закономерное чередование материнских, нефтегазосодержащих и флюидоупорных толщ.

Специфика осадочного бассейна существенно зависит от генезиса его фундамента, а значит, от особенностей взаимодействия континентов и микроконтинентов в ходе образования складчатости, предшествующей рифтингу. Поэтому проводится углубленная комплексная интерпретация геофизических данных с выходом на их геосторический (палеогеодинамический) анализ⁷.

Вторая ключевая операция состоит в рассмотрении *блокового строения осадочного бассейна*, которое прямо следует из геодинамического анализа. Все развитие бассейна, заложившего на месте бывшего «малого океана», контролируется сеткой вдольрифтовых и трансформных разломов, согласующихся с разломами фундамента. Получается «клавишная» структура со сложным изменением во времени активности разных блоковых

ограничений.

Блоки представляют собой автономные нефтегазоносные районы. В этом состоит главное содержание геодинамической концепции: каждый такой фрагмент живет своей независимой жизнью, что определяет и индивидуальность его нефтегазоносности. Следующие операции (*анализ истории развития складчатой структуры, формационный анализ* и на их основе *анализ латеральной и вертикальной эпигенетической зональности*) проводятся по отдельным блокам. При этом обрабатывается основная часть фактических данных, представляемых в виде однотипных карт, разрезов, графиков зависимостей и пр. Кроме того, при изучении автономных районов устанавливаются принадлежащие им *очаги генерации и пути миграции углеводородов* (с определением времени этих процессов и состава флюидов).

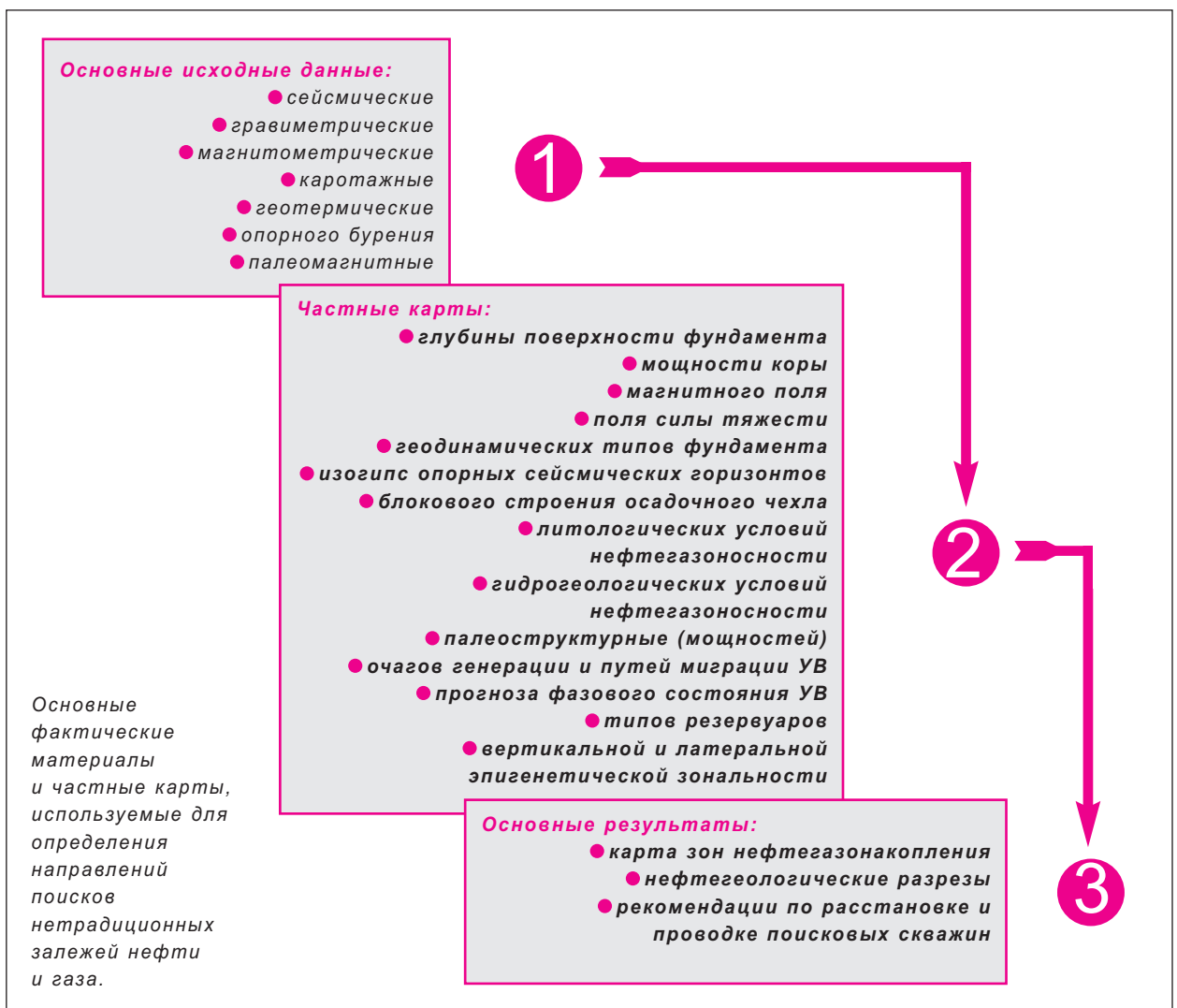
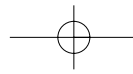
Третья ключевая операция — *картирование зон нефтегазонакопления* (главных объектов поисковых работ) — имеет решающее практическое значение⁸. Каждая из них — это система резервуаров в нефтегазоносном комплексе, которая образуется в конкретном блоке. Всего выделяется четыре типа зон нефтегазонакопления — пассивного древнего, транзитного, агрессивного, а также антиклинально-литологические зоны⁹. Карты зон нефтегазонакопления представляют главный практический итог геодинамического анализа.

Из генетических типов вытекают *сейсмогеологические модели зон и входящих в их состав залежей* — сейсмические образы тех процессов, которые определяют закономерности размещения нетрадиционных резервуаров и их продуктивность. В узловых участках зон нетрудно провести трехмерную сейсморазведку (в то время как сделать это на всей пло-

⁵ Аплонov С.В. «Базальтовые окна» континентов // Природа. 1996. №11. С.62—71.

⁶ Лебедев Б.А., Аплонov С.В. // Рос. геофиз. журн. 1998. №11—12. С.40—44.

⁷ Аплонov С.В. Геофизические исследования в геодинамике // Природа. 1990. №5. С.18—25.



щадя нефтегазоперспективного региона попросту нереально (из чисто экономических соображений), которая и обеспечит инструментальную основу для *расстановки и проводки поисковых скважин*. Скважины помимо своего прямого назначения (открытия залежей) решают и более общую задачу — изучение зоны нефтегазоаккумуляции в целом, в том числе проверку гипотезы ее образования и соответствия сейсмогеологической модели.

Наше будущее

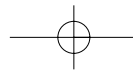
Понимание того, что во всех нефтегазоносных бассейнах российской суши основные перспективы связаны с нетрадиционными резервуарами, позволяет подобрать соответствующую методику подсчета прогнозных ресурсов¹⁰. Неотъемлемая часть определения направлений поисковых работ — оценка как объемов эффективных резервуаров, так и размеров отдельных залежей

и их углеводородного состава. Эти расчеты выполняются прежде всего для зон нефтегазоаккумуляции, где сконцентрированы самые большие ресурсы и самые богатые залежи.

Результат расчета по новым методикам оказывается весьма обнадеживающим: *в нетрадиционных резервуарах можно обнаружить почти столько же нефти и газа, сколько уже найдено* (добыча плюс разведанные запасы). К примеру, в северной части Западной Сибири ожидается найти еще примерно половину разведанного ранее здесь газа, но, что еще важнее, — около трети жидких углеводородов от запасов Широтного Приобья.

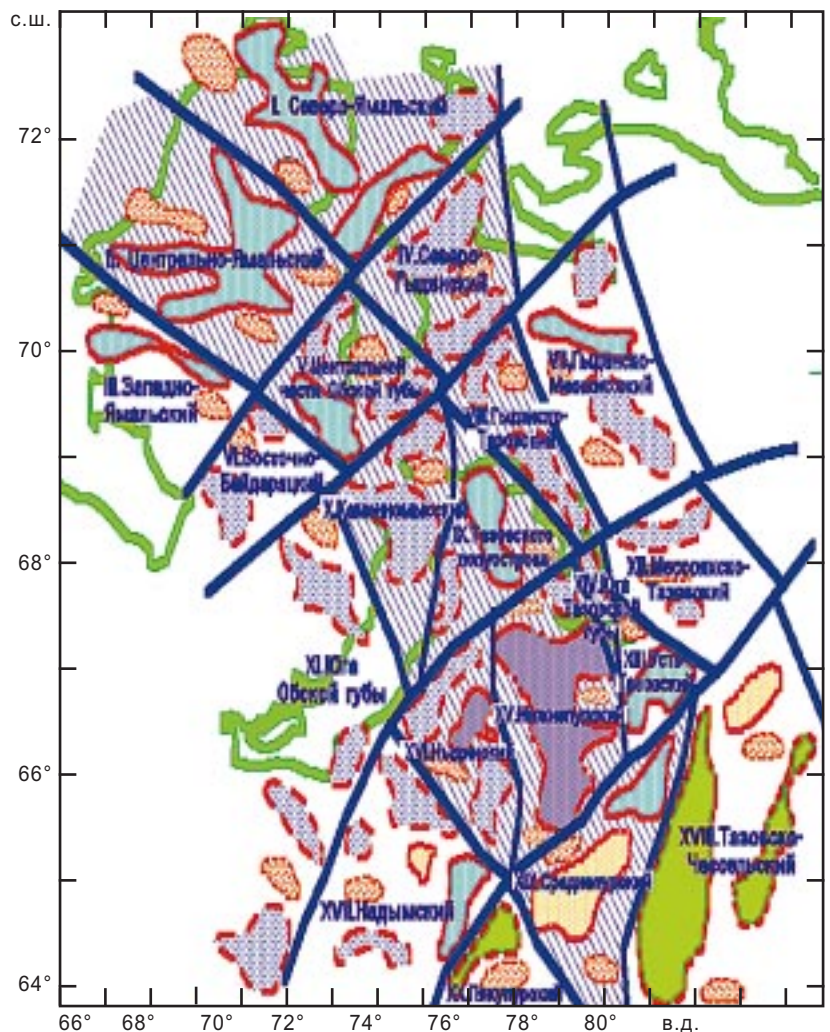
⁸ Золотов А.Н., Лебедев Б.А., Самсонов В.В. // Сов. геология. 1987. №2. С.5—15.

¹⁰ Тимошенкова Н.В. Охрана окружающей среды при освоении нетрадиционных типов зон нефтегазоаккумуляции // Охрана окружающей среды при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородного сырья, его переработке и транспортировке. СПб, 1996. С.64—67.



ГЕОЛОГИЯ.ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ

Блоки (нефтегазоносные районы) северной части Западной Сибири и входящие в них зоны накопления нефти и газа. Заштрихованы области полностью или частично расположенные в пределах ключевой структуры фундамента Западной Сибири — раннемезозойского Обского палеоокеана.



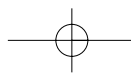
Главное отличие будущих скоплений от уже выявленных — их *значительно меньшие размеры*. Это тяжело признать, но это так, несмотря на то, что до сих пор некоторые специалисты тешат производственников иллюзией существования месторождений-гигантов на больших глубинах¹¹. Мы уже не встретимся с залежами не только в несколько триллионов кубометров газа и миллиардов тонн нефти, но скорее всего и с залежами, в 10 раз меньшими.

¹⁰ Лебедев Б.А., Фролов Б.М. Использование закономерностей размещения коллекторов при прогнозе нефтегазоносности // Закономерности размещения коллекторов сложного строения и прогноз нефтегазоносности. Л., 1985. С.5—20.

Вместе с тем *новые скопления не будут и меньше некоторых оптимальных размеров*. В условиях повышенных глубин и температур углеводороды интенсивно изменяются, а у маленьких залежей гораздо больше удельная поверхность, так что они нередко уничтожаются. При этом средние размеры месторождений в нетрадиционных резервуарах увеличиваются пропорционально богатству нефтегазоносного бассейна. К примеру, основная часть прогнозных ресурсов заключена в Западной Сибири в залежах с запасом в 10—50, а в Тимано-Печорской провинции — 5—15 млн т условного топлива (где 1 т нефти соответствует 1000 м³ газа).

Вообще, достоинства месторождений в новых типах зон нефтегазонакопления — продолжение их недостатков. Так, с одной стороны, большие трудности при эксплуатации представляет многокомпонентный состав залежей. Как правило, вместе присутствуют газообразные и жидкие углеводороды (газоконденсаты или газонасыщенные нефти), причем не только в нефтях, но и в конденсатах много твердых парафинов. Однако с другой стороны, конденсаты и легкие нефти нередко представлены почти чистыми бензинами,

¹¹ Кунини Н.Я., Сафонов В.С., Луценко Б.Н. Основы стратегии поисков месторождений нефти и газа (на примере Западной Сибири). М., 1995.



Типы зон:	Генетические процессы:
<i>I. Пассивного древнего нефтегазоаккумуляция</i>	⇐ резервуары консервации, сохранившиеся среди сильно уплотненных толщ за счет торможения эпигенетических реакций в емкостях, заполненных УВ на ранних этапах, когда породы еще находились на стадии слабого или умеренного уплотнения
<i>I-1. унаследованные</i>	⇐ на фоне малоамплитудного древнего поднятия формируется молодая высокоамплитудная антиклиналь
<i>I-2. расформированные</i>	⇐ на поздних этапах бывшая малоамплитудная антиклиналь оказывается в стороне от зоны максимальных воздыманий
<i>II. Транзитного нефтегазоаккумуляция</i>	⇐ УВ заполняют песчано-алевроитовые тела внутри региональной покрывки (клиноформы), по ходу перетока флюидов из нижнего комплекса в верхний под действием аномально высокого пластового давления
<i>III. Агрессивного нефтегазоаккумуляция</i>	⇐ перераспределение емкостных и фильтрационных свойств пород под действием углекислых флюидов, поступающих снизу в продуктивную толщу, непосредственно экранируемую региональной покрывкой
<i>IV. Антиклинально-литологические</i>	⇐ более характерные для верхних нефтегазоносных комплексов, отчетливый пликативный (складчатый) контроль зон и залежей

Зоны нефтегазоаккумуляция, вмещающие нетрадиционные залежи нижней части чехла осадочных бассейнов.

да и твердые парафины служат очень ценным сырьем.

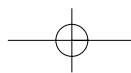
Но даже это очевидное достоинство упирается в нашу вечную головную боль — факелы. В экономически развитых странах законы, запрещающие эксплуатацию без использования всех компонентов (попутного газа в нефти, конденсата в газе, всех фракций при переработке нефти), приняты так давно, что о факелах уже забыли. У нас же, скажем, разработка газовых залежей на севере Западной Сибири началась 30 лет назад, но до сих пор нет трубопровода для жидких углеводородов, и количество сжигаемого конденсата (относительно добываемого газа) растет с каждым годом. Для оправдания даже придумана версия о нерентабельности добычи жидких углеводородов в этом регионе. На самом же деле уже сейчас в северной половине За-

падной Сибири наряду с гигантскими скоплениями газа выявлены запасы конденсата и нефти не меньше, чем на Аляске (главном нефтегазодобывающем регионе США), а прогнозные ресурсы, в основном приуроченные к нетрадиционным резервуарам, заметно больше. А ведь, несмотря на то, что аляскинский нефтепровод был поистине «золотым» по затратам, добыча нефти и газа многократно эти затраты окупила.

Вообще исключительно важно привыкнуть к мысли, что для поисков нефти и газа в нетрадиционных резервуарах стратегия гораздо важнее тактики. Конкретное месторождение может показаться нерентабельным, но в комплексе с другими, а главное — с учетом исчерпывающего использования всех полезных компонентов, итоговая рентабельность оказывается очень вы-

сокой. Только в качестве примера коснемся одной из практических проблем того же севера Западной Сибири. Здесь расположено Русское месторождение тяжелой нефти с запасами 1.5 млрд т, но с крайне низким коэффициентом извлечения. Вместе с тем относительно недалеко (по российским меркам), в районе Большого Уренгоя, уже разведан почти 1 млрд т конденсата. Извлечение тяжелой нефти путем ее растворения в конденсате резко повышает рентабельность освоения обоих районов.

В заключение нельзя не упомянуть нефтегазоносность российских акваторий, хотя бы потому, что мы привыкли считать углеводородные ресурсы шельфа нашим будущим богатством. Сразу оговоримся, что геолого-геофизическая изученность шельфа пока так невелика (и уже поэтому его надо интен-



сивно изучать), что все выводы о запасах, позитивные и негативные, надо делать с максимальной осторожностью.

Объективная реальность на сегодня такова, что большие прогнозные ресурсы шельфа приурочены к обычным антиклинальным объектам, тем самым, которые в осадочных бассейнах суши практически выявлены. Однако с точки зрения не очень отдаленной перспективы преувеличивать значение морей не стоит. Южно-Карский бассейн — часть гигантского Западно-Сибирского, и едва ли он значительно богаче одного Ямала, еще ждущего своего освоения. Сомнительно, чтобы богаче Южно-Карского оказался Восточно-Баренцевский бассейн. Непонятны ресурсы моря Лаптевых, а что касается шельфов Восточно-Сибирского и Чукотского морей, то даже их геологическое строение пока известно нам лишь в самых общих чертах. К тому же северные шельфы характеризуются значительными глубинами и сложной ледовой обстановкой в районах крупных месторождений, например Штокмановского (Баренцево море) или Ленинградского (Карское море). Чрезвычайно интересна, но еще более далека от практического воплощения перспектива нефтегазоносности Северного Ледовитого океана.

В отличие от северных, близки к освоению дальневосточные моря России. Уже начинается эксплуатация нефтяных и газовых месторождений на северо-восточном шельфе Сахалина, которая в скором времени начнет радикально влиять на энергетику Дальнего Востока. Видимо, не меньшими перспективами обладают территории южной и особенно северной окраин Охотского моря. Не нужно быть специалистом, достаточно просто посмотреть последние годы новости по телевизору, чтобы понять значение успешной разработки нефтегазового потенциала

дальневосточных морей для экономики и социальной сферы Приморья, Чукотки или Магаданской обл.

И все же для России в целом на ближайшие 30 лет решающее значение имеют не шельфы, а нетрадиционные резервуары в богатейших провинциях суши — Западно-Сибирской, Тимано-Печорской, Лено-Тунгусской, Северо-Прикаспийской, да и «старых добрых» Волго-Уральской и Предкавказской.

Главный вывод данной статьи следующий: прогнозные ресурсы нефти и газа России еще очень велики и по крайней мере не уступают уже добытым и разведанным. Однако основная их часть заключена в нетрадиционных резервуарах, которые так трудно искать, разведывать и разрабатывать. Поэтому требуется использование всех достижений современной геологической науки.

Что надо и чего не нужно в этой связи делать? Надо перестать уповать на месторождения-гиганты. К сожалению, наша страна (во всяком случае в том, что касается углеводородных ресурсов) не Персидский залив. Следует всерьез заняться тем, что, собственно, и требуется от науки (о чем все время говорили и писали и что при этом всегда работало у нас крайне неэффективно) — научным обоснованием поисковых работ на нефть и газ. Как ни парадоксально, но на этом пути сейчас гораздо больше организационных и экономических проблем, чем чисто научных и производственных. Подтверждением служит хотя бы то, что многие российские специалисты блестяще работают в зарубежных нефтяных фирмах.

И в любом случае можно оставаться оптимистами. Будущее у российской нефтяной геологии есть, надо лишь превратить его в будущее нефтегазовой отрасли страны в целом, а для этого — сделать умелые и решительные шаги к этому будущему. ■

